Generación

11 de octubre de 2012

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO
SAN JUAN, PUERTO RICO

www.aeepr.com

APARTADO 364267
CORREO GENERAL
SAN JUAN, PR 00936-4267

Directorado de Generación
Informe de Situación Año 2009 - 12

I. SISTEMA DE GENERACIÓN

A. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

a. Sistema integrado

La producción de energía al cierre del año 2008 fue 23,213,644.42 MWH, La producción de energía al cierre del año 2011 fue 22,257,349.81 MWH, lo que representa una reducción de 4.30% en relación a la producción del año 2008.

Para agosto de 2008, la producción total de energía fue 15,572,404.60 MWH, Para agosto de 2012, la producción total de energía fue 14,710,193.48 MWH, lo que representa una reducción de 5.86% en relación a la producción del año 2008.

2. AEE

La producción de energía al cierre del año 2008 fue 15,900,129.77 MWH, La producción de energía al cierre del año 2011 fue 15,344,007.69 MWH, lo que representa una reducción de 3.62% en relación a la producción del año 2008.

Para agosto de 2008, la producción total de energía fue 10,625,659.08 MWH, Para agosto de 2012, la producción total de energía fue 10,374,128.47 MWH, lo que representa una reducción de 2.42% en relación a la producción del año 2008.

"Somos un patrono con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas; por ser víctima o ser percibida como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, mental o ambos o condición de veterano"

B. CAPACIDAD GENERATRIZ

La capacidad generatriz promedio del sistema aumento a 5,862 MW, según se indica a continuación:

Capacidad (MW)	2008	2012
AEE	4,878	4,878
EcoElectrica	507	507
AES	474	474
Parques Fotovoltaicos		22.1
Parques Eólicos		1.0
Total	5,839	5,862

Al 31 de agosto de 2012, AES Ilumina (22.0 MW) se encontraba en proceso de pruebas.

C. CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1. Sistema integrado

Al cierre del año 2008, se produjeron 31 interrupciones de servicio por fallas en el sistema de generación. Al cierre del año 2011, se produjeron 22 interrupciones de servicio lo que representa una reducción de 9 interrupciones comparado con el 2008. La duración promedio por interrupción se redujo de 15 a 10 minutos y la máxima fue de 72 a 21 minutos por cliente, para ese mismo periodo. En el 2008, EcoEléctrica ocasionó una interrupción de servicio, mientras que AES ocasionó cinco interrupciones. En el 2011, EcoEléctrica ocasionó tres interrupciones de servicio, mientras que AES no ocasionó interrupciones.

Para agosto de 2008, se produjeron un total de diez interrupciones de servicio por fallas en el sistema de generación. Para agosto de 2012, se produjeron 12 interrupciones de servicio lo que representa un aumento de dos interrupciones comparado con el 2008. La duración promedio por interrupción se redujo de 16 a 13 minutos y la máxima fue de 12 a 21 minutos por cliente, para ese mismo periodo. Para agosto de 2008, EcoEléctrica ocasionó una interrupción de servicio, mientras que AES ocasionó cuatro interrupciones. Para agosto de 2012, EcoEléctrica ocasionó una interrupción de servicio, mientras que AES ocasionó tres interrupciones.

2. AEE

Al cierre del año 2008, se produjeron 25 interrupciones de servicio por fallas en el sistema de generación. Al cierre del año 2011, se produjeron 19 interrupciones de servicio lo que representa una reducción de 6 interrupciones comparado con el 2008. La duración promedio por interrupción se redujo de 17 a 10 minutos y la máxima fue de 72 a 21 minutos por cliente, para ese mismo periodo.

Para agosto de 2008, se produjeron un total de cinco interrupciones de servicio por fallas en el sistema de generación. Para agosto de 2012, se produjeron ocho interrupciones de servicio lo que representa un aumento de tres interrupciones comparado con el 2008. La duración promedio por interrupción se redujo de 23 a 12 minutos y la máxima fue de 72 a 21 minutos por cliente, para ese mismo periodo.

D. COSTO DE GENERACIÓN

Al cierre del año 2008, el costo de generación por concepto de Operación y Mantenimiento (O y M) fue 1.04 ctvs/kWh. Al cierre del año 2011, el costo de generación por concepto de Operación y Mantenimiento (O y M) fue 1.03 ctvs/kWh, lo cual representa un aumento de 0.01 ctvs/kWh al compararlo con el año 2008.

Para agosto de 2008, el costo acumulado de generación por concepto de Operación y Mantenimiento (O y M) fue 0.99 ctvs/kWh. Para agosto de 2012, el costo acumulado de generación por concepto de Operación y Mantenimiento (O y M) fue 1.04 ctvs/kWh, lo cual representa un aumento de 0.05 ctvs/kWh al compararlo con el año 2008.

E. RENDIMIENTO TÉRMICO

En el 2008 el rendimiento térmico fue 10,811 BTU/kWh. Al cierre del 2011 el rendimiento térmico fue 10,512 BTU/kWh lo que representa una mejora de 299 BTU/kWh, al compararlo con el año 2008. Para agosto de 2012 el rendimiento térmico acumulado fue 10,632 BTU/kWh.

F. DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA

1. Sistema integrado

En el 2008, la disponibilidad del sistema fue 76%. En el 2011, la disponibilidad fue 79%, lo que resulta ser 3% mayor al 2008. Para agosto de 2012, la disponibilidad acumulada es 80%.

2. AEE

En el 2008, la disponibilidad de la AEE fue 73%. En el 2011, la disponibilidad fue 79%, lo que resulta ser 6% mayor al 2008. Para agosto de 2012, la disponibilidad acumulada es 79%.

G. CONFIABILIDAD DE LAS UNIDADES

1. Salidas Forzadas

Al cierre del año 2008, las unidades generatrices de la AEE tuvieron un total de 128 salidas. Al cierre del año 2011, las unidades generatrices tuvieron un total de 110 salidas, lo que representa una reducción de 18 salidas al compararlas con el año 2008.

Para agosto de 2008, las unidades generatrices de la AEE tuvieron un total de 88 salidas. Para agosto de 2012, las unidades generatrices tuvieron un total de 59 salidas, lo que representa una reducción de 29 salidas al compararlas con el año 2008.

2. Conservación Programada y Proyectos de Relevancia

Durante el 2009 se realizó lo siguiente:

- Se completó el mantenimiento general a las unidades Ciclo Combinado Vapor II y San Juan 7, las cuales tenían más de seis años de mantenimiento vencido.
- Se comenzó el mantenimiento general a las unidades Costa Sur 6 y San Juan 10, las cuales tenían más de seis años de mantenimiento vencido.
- se concluyó con la rehabilitación de las unidades Palo Seco 3 y 4
- se remplazó el rotor de baja presión de la unidad Aguirre 1
- se comenzó con la rehabilitación de la turbina a vapor de San Juan 5 (la cual salió forzada por la rotura de una de las paletas de la penúltima rueda de la turbina de baja presión)
- se realizó la inspección por horas de uso a la turbina de combustión de la unidad San Juan 6

Se llevaron a cabo las siguientes salidas programadas para cumplimiento ambiental: San Juan 8, San Juan 9, Palo Seco 2, Palo Seco 4, Costa Sur 3 Costa Sur 4, Costa Sur 5, Costa Sur 6 y Aguirre 1.

Durante el 2010 se realizó lo siguiente:

- Se reparó la turbina a vapor de San Juan CC 5
- Se terminó el mantenimiento general a las unidades Costa Sur 6 y San Juan 10, las cuales tenían más de seis años de mantenimiento vencido.
- Se reparó la turbina a vapor y generador de San Juan 8

Se llevaron a cabo las siguientes salidas programadas para cumplimiento ambiental: San Juan 8, San Juan 9, Palo Seco 2, Palo Seco 4, Costa Sur 3, Costa Sur 4, Costa Sur 5, Costa Sur 6 y Aguirre 1.

Durante el 2011 se realizó lo siguiente

- Conversión de unidades a combustible dual (dual fuel)
  1. Se completó la conversión de las unidades Costa Sur 5 & 6. Se instaló nuevo sistema de controles para operar estas unidades con ambos tipos de combustibles. Durante abril, mayo y junio de 2011

se realizaron las pruebas de validación de todos los sistemas relacionados a esta conversión.
2. Se completó la negociación y se firmó el contrato con Alstom para la conversión de las unidades de la Central Cambalache
3. Se iniciaron las negociaciones con *Mitsubishi Power System* – Puerto Rico para la conversión de las unidades 5 & 6 de la Central San Juan.

Durante el 2012 se realizó lo siguiente:

- En Abril de 2012 se comenzó el uso de gas natural en las unidades Costa Sur 5 y 6 como combustible alterno
- Se completó la reparación de la turbina a vapor y generador de San Juan 9

H. DEMANDA MÁXIMA

Para el 2008, la demanda máxima fue 3,351 MW. Para agosto de 2012, la demanda máxima fue de 3,178 MW, lo que resulta ser 173 MW menor que la obtenida para el 2008.

PROYECTOS DE ALTA IMPORTANCIA DEL DIRECTORADO DE GENERACIÓN POR AÑO FISCAL	
AÑO 2008-09	**CANTIDAD (en millones)**
Parte Final de Conservación Programada - Caldera y turbina Unidad 7 Central San Juan	12
Comienzo de la Conservación Programada Unidad 10 Central San Juan - turbina/condensador/caldera	10
Integración al Sistema de la Unidad 3 Central Palo Seco luego de Incendio - turbina/caldera	5
Fase Final Conservación Programada Unidad 4 Central Palo Seco - turbina/caldera	5
Remplazo de los Rotores A y B de Baja Presión de la Unidad 1 Central Aguirre	6
Rehabilitación Turbina de Vapor 2 Central Ciclo Combinado	6
Long Term Service Agreement Central Cambalache	6

PROYECTOS DE ALTA IMPORTANCIA DEL DIRECTORADO DE GENERACIÓN POR AÑO FISCAL	
AÑO 2009-10	**CANTIDAD (en millones)**
Comienzo Conservación Programada Unidad 8 Central San Juan - turbina/caldera	7
Fase Final Conservación Programada Unidad 10 Central San Juan - turbina/condensador/caldera	3
Parte Final de Integración al Sistema de la Unidad 3 Central Palo Seco - turbina/caldera	2
Conservación Mayor Unidad 6 Central Costa Sur turbina/caldera/condensador/calentadores	40
Rehabilitación turbina de vapor Unidad 5 Central San Juan	4
Remplazo Calentadores de Aire Unidad 5 Central Costa Sur	2
Long Term Service Agreement Central Cambalache	10
Long Term Service Agreement Central San Juan 5 y 6	10
Nuevo Sistema Administración de Energía	2

PROYECTOS DE ALTA IMPORTANCIA DEL DIRECTORADO DE GENERACIÓN POR AÑO FISCAL	
AÑO 2010-11	**CANTIDAD (en millones)**
Conversión *Liquid Natural Gas* Unidad 5 y 6 Central Costa Sur	30
Fase Final Conservación Programada Unidad 8 Central San Juan	1
Long Term Service Agreement Central Cambalache	10
Adquisición de Componentes Central Aguirre - Caldera/Turbina	10
Long Term Service Agreement Central San Juan 5 y 6	12
Quemadores para la Conversión a Gas Naturall Unidades 5 y 6 Central San Juan	2
Subestaciones portatiles	2
Unidad para Reverse osmosis Central Aguirre	2
Nuevo Sistema Administración de Energía	2
Rehabilitación Hidroeléctrica Yauco I	3

PROYECTOS DE ALTA IMPORTANCIA DEL DIRECTORADO DE GENERACIÓN POR AÑO FISCAL	
AÑO 2011-12	**CANTIDAD (en millones)**
Long Term Service Agreement Central San Juan 5 y 6	12.0
Rehabilitación Generador Unidad 6 Central San Juan	5.0
Long Term Service Agreement Central Cambalache	1.0
Rehabilitación Unidad 1 Central Aguirre - turbina/condensador /cajas agua	20.0
Rehabilitación generador y turbina Unidad 9 Central San Juan	5.0
Planta Desmineralizadora Central Costa Sur	6.0
Remplazo Controles Planta Resguardo Vieques	1.0
Piezas para Conversión a Gas Natural Unidad 7 Central San Juan	3.0
Conversión a Gas Natural Unidades 1 a la 3 Central Cambalache	5.2
Nuevo Sistema Administración de Energía	5.0
Compra Barras del Estator del Generador Unidad 5 Central Costa Sur	2.5
Protección incendios Unidades Central San Juan	1.5

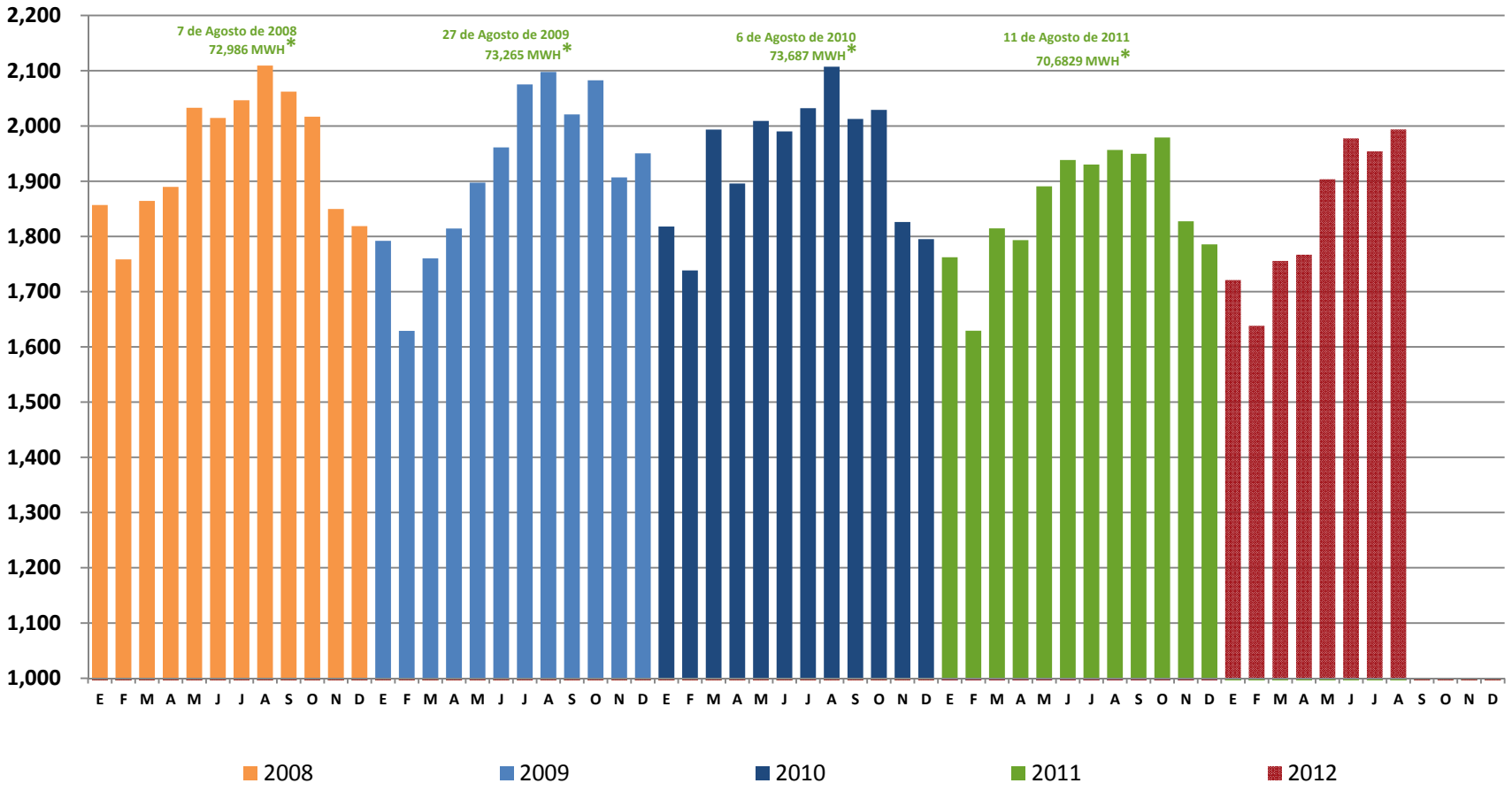
DIRECTORADO DE GENERACIÓN

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

2009 - 2012

DIRECTORADO DE GENERACIÓN

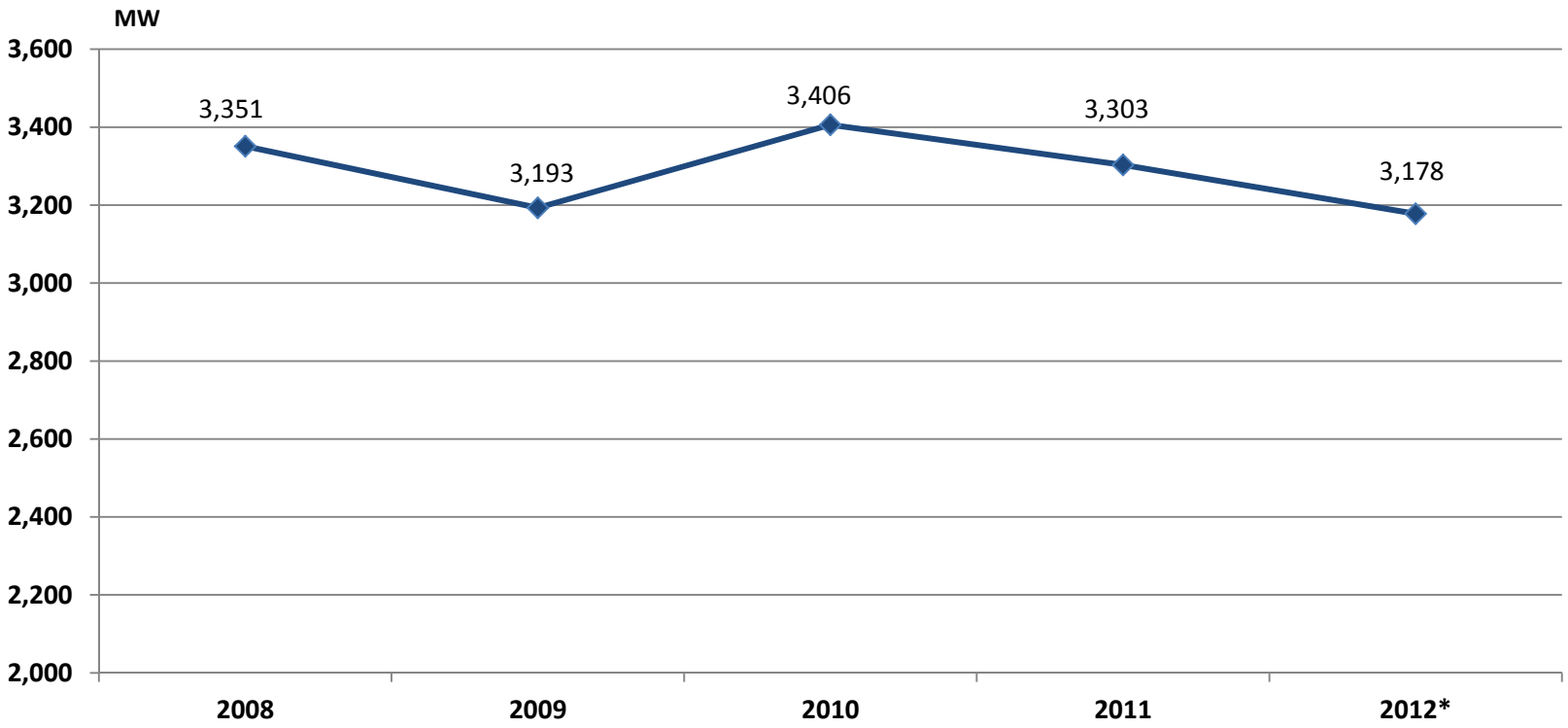
GENERACIÓN MENSUAL DEL SISTEMA INTEGRADO



* Récord de Producción diaria para el año.

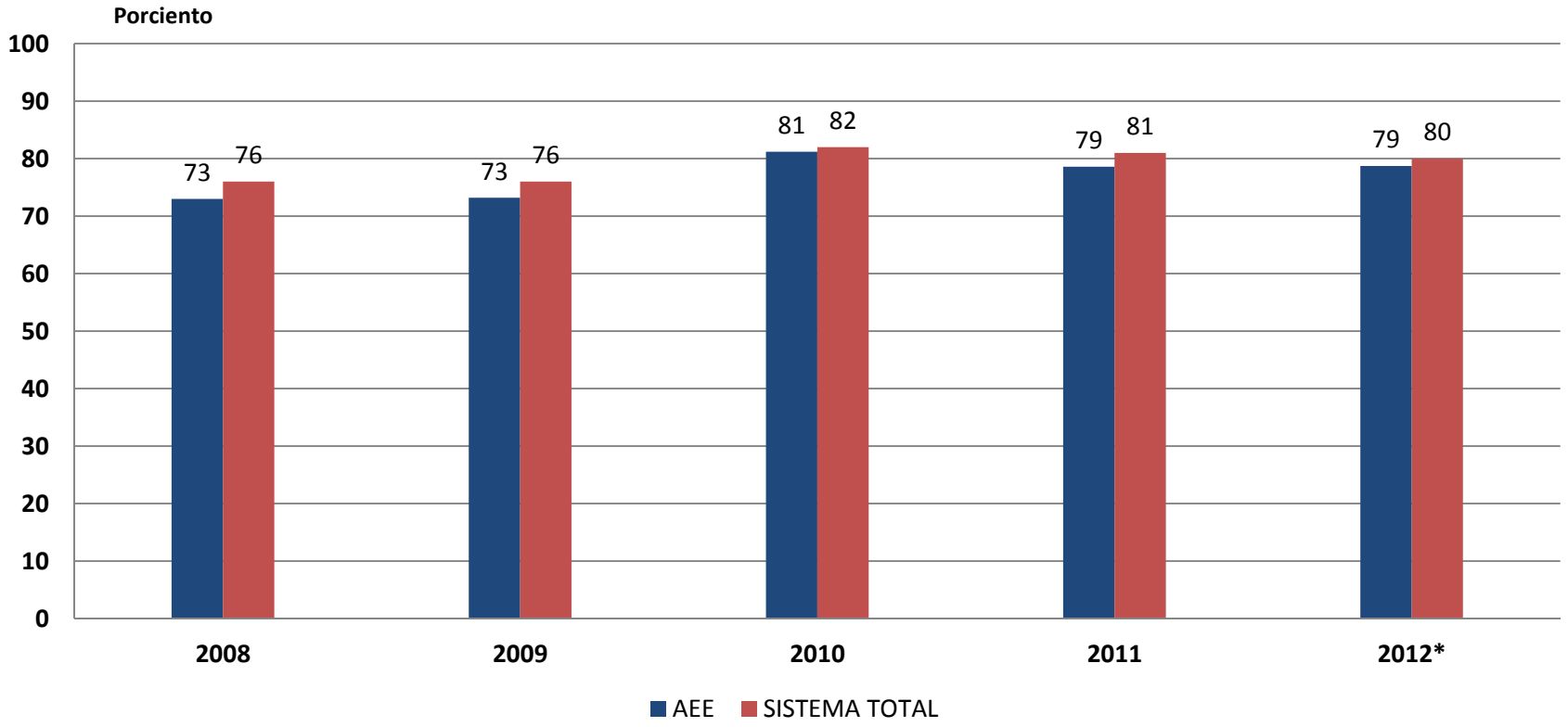
(@) mismo mes año anterior

Sistema Integrado
Demanda Máxima



*Información acumulada a agosto.

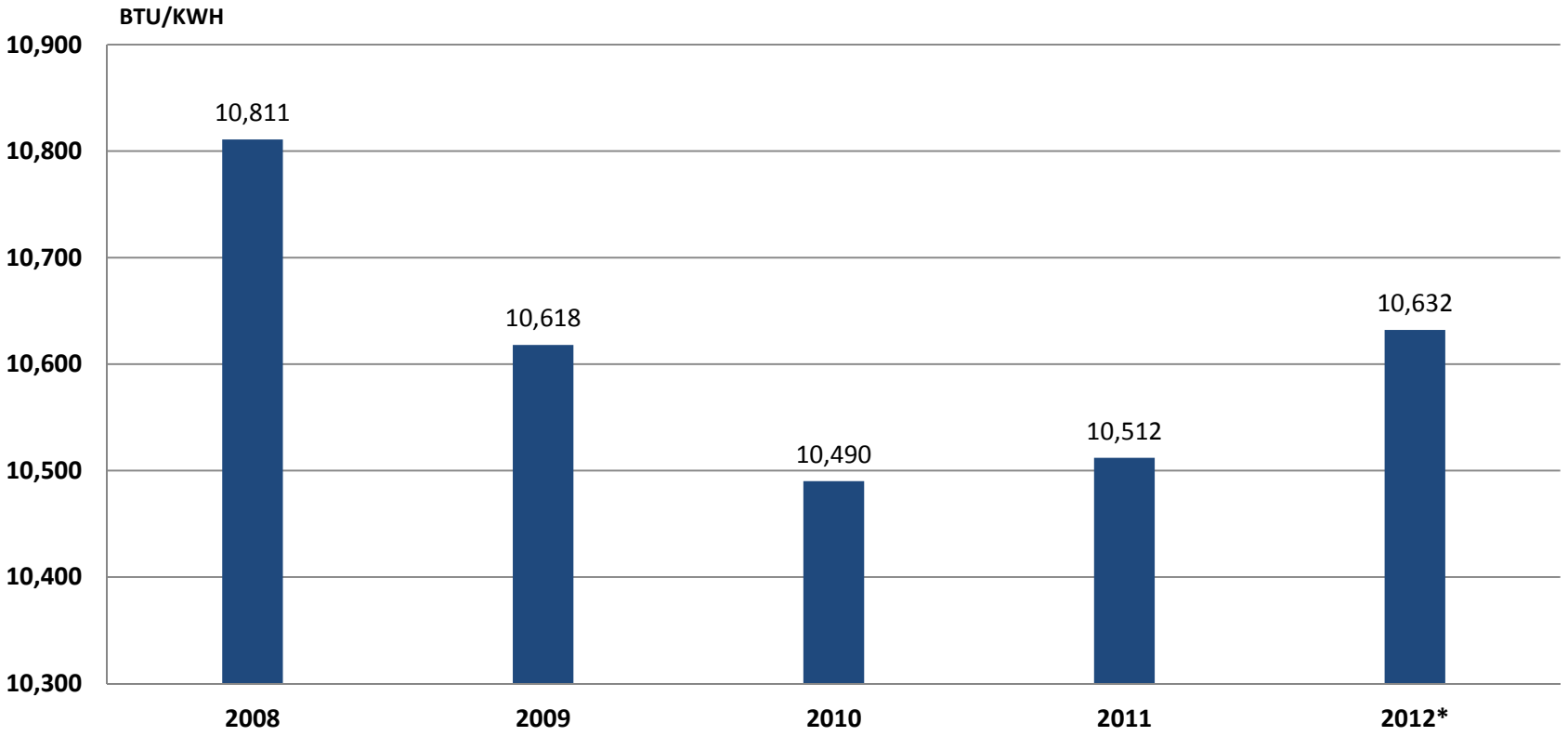
Disponibilidad Equivalente
Sistema Integrado



*Información acumulada a agosto.

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Rendimiento Térmico Neto

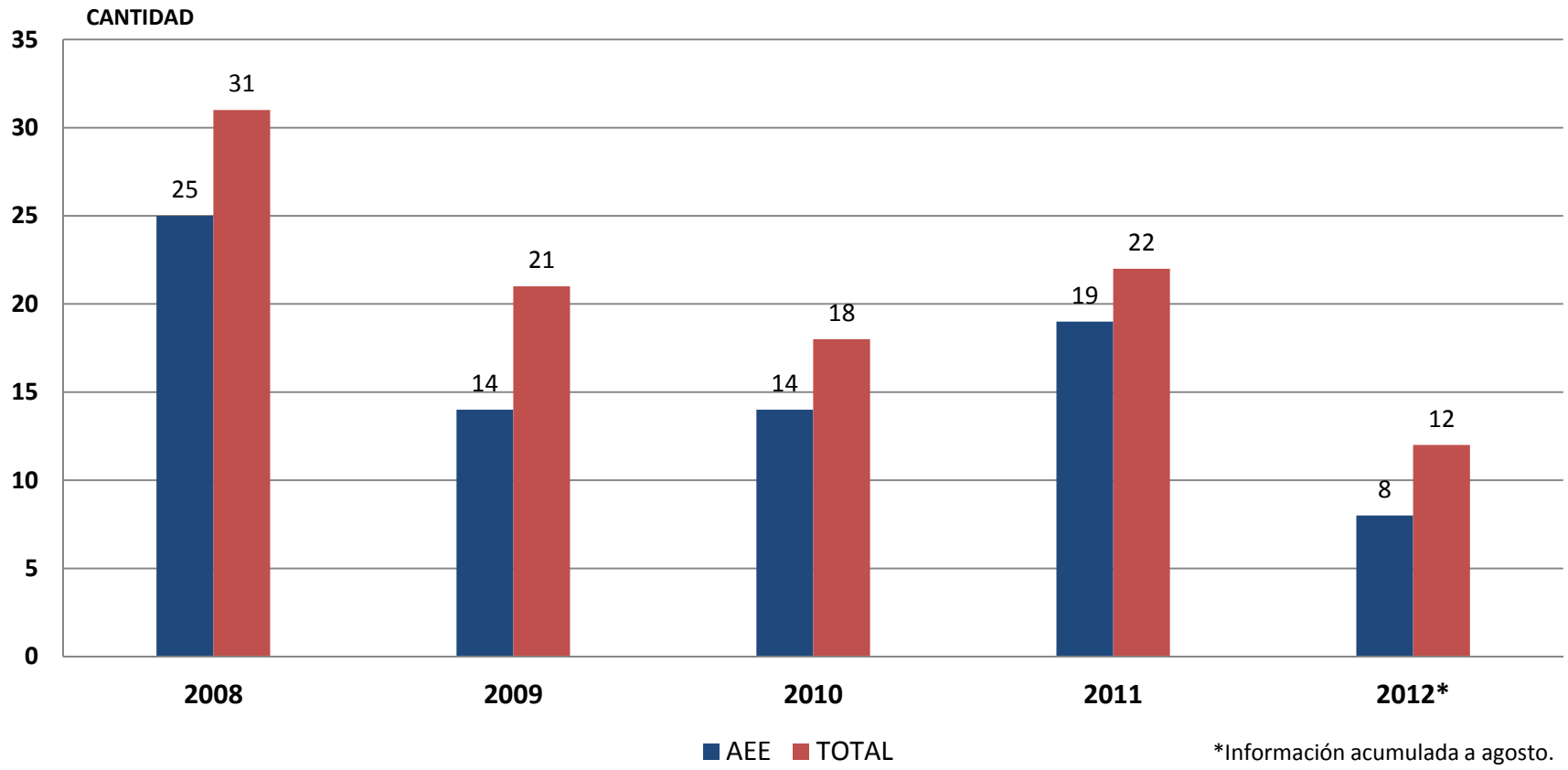


*Información acumulada a agosto.

Nota: A partir de abril 2012 la Central Costa Sur comenzó a utilizar una mezcla de combustibles, residual # 6 (Bunker C) y gas natural.

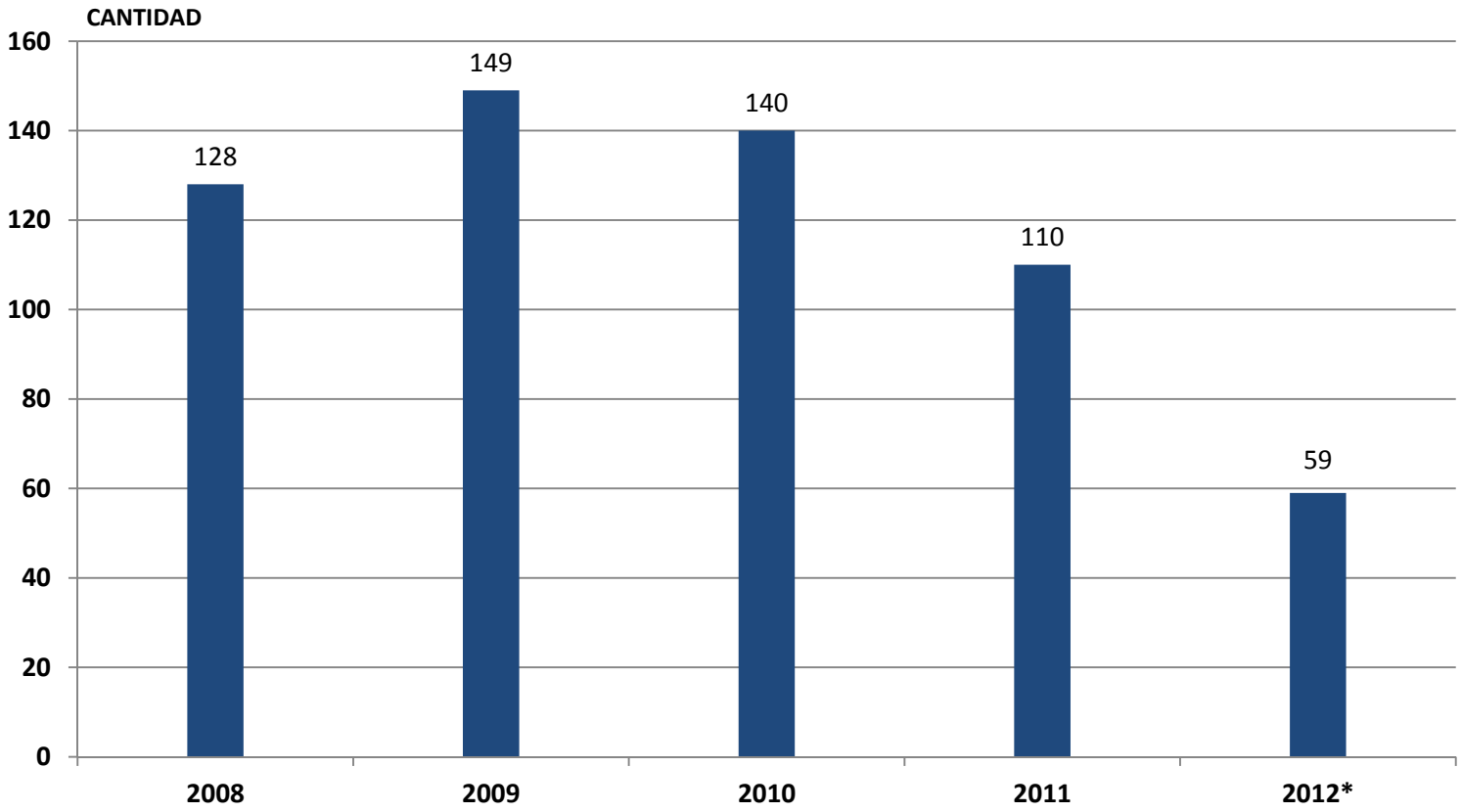
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Interrupciones de Servicio debido a Fallas en Generación



Nota: Se excluyen interrupciones de servicio por disparos de unidades durante el proceso de calibración o ajustes requeridos en equipos, instrumentación o sistemas de controles en los cuales se implementaron modificaciones o mejoras.

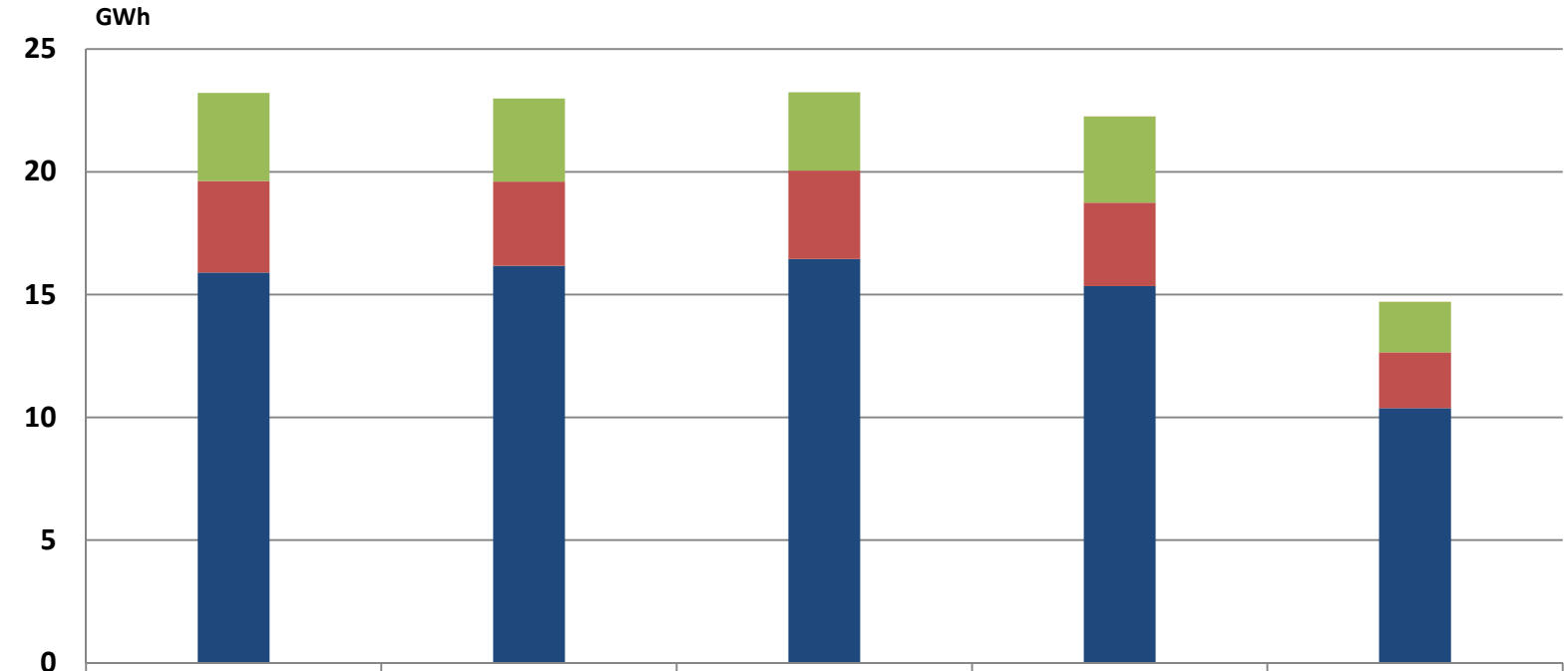
Salidas Forzadas



*Información acumulada a agosto.

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Producción de Energía

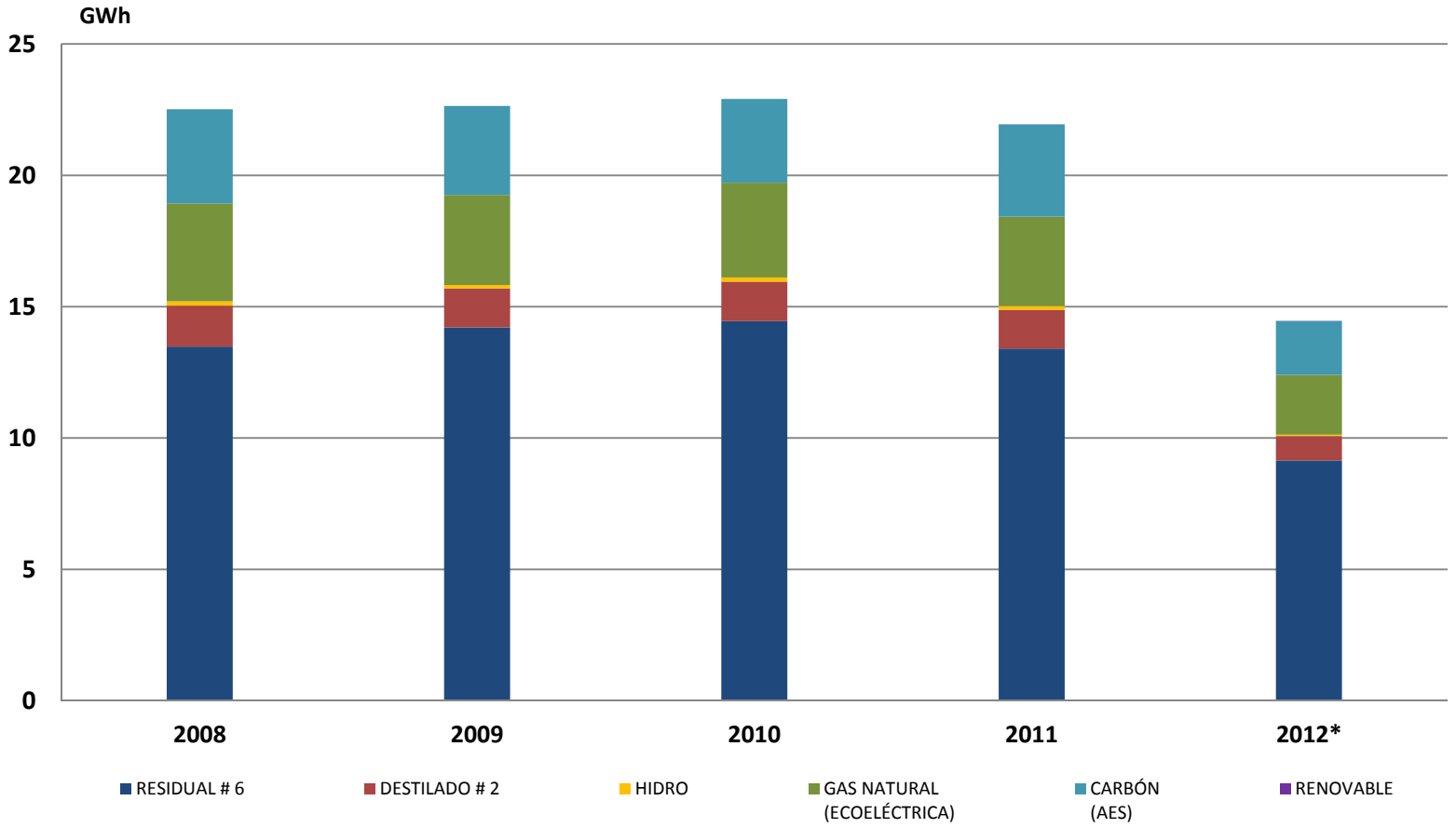


	2008	2009	2010	2011	2012*
RENOVABLE	0.000	0.000	0.000	0.001	0.006
AES	3.582	3.387	3.190	3.513	2.056
ECO	3.731	3.433	3.606	3.399	2.274
AEE	15.900	16.169	16.448	15.344	10.374

*Información acumulada a agosto.

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Producción de Energía por Tipo de Combustible



*Información acumulada a agosto.